

НОРМИРОВАНИЕ И СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Развитие инфраструктуры любой страны базируется прежде всего на опережающем росте производства электрической энергии. Ее передача и распределение должны осуществляться бесперебойно и с нормальным качеством при обоснованных затратах трудовых и материальных ресурсов. Однако процесс транспорта электроэнергии по электрическим сетям неизбежно сопровождается ее технологическим расходом (потерями) [1, 2], который приводит к дополнительному сжиганию топлива на электростанциях и снижению пропускной способности сети.



М.И. ФУРСАНОВ,
Д.т.н., профессор,
зав. кафедрой электрических систем БНТУ

В Белорусской энергосистеме годовая величина потерь электроэнергии на ее транспорт приближается к 10 %, что при существующем годовом электропотреблении составляет примерно 3,8 млрд кВт·ч, или \$ 380 млн. Это означает, что при снижении потерь на 1 % можно получить \$ 35–38 млн годовой экономии. Такова цена вопроса.

В энергосистемах стран СНГ рассматриваемая проблема позиционируется как задача расчета и обоснования нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям. В настоящее время ее решение основывается на соответствующих технических нормативных правовых актах, приведенных в стандарте ГПО «Белэнерго» (всего 14 документов) [3] (СТАНДАРТ), разработанном научно-исследовательской группой кафедры «Электрические системы» БНТУ под руководством автора и введенном в действие указанием ГПО 28 декабря 2011 года № 55.

До появления СТАНДАРТА нормирование потерь в электрических сетях Республики Беларусь успешно осуществлялось, в основном, по Методике расчета нормативов технических потерь электроэнергии в

электрических сетях, разработанной В.Р. Коликом (РУП «Белэнерго-сетепроект») под руководством к.т.н. В.Г. Пекелиса. Методика была утверждена техническим Советом концерна «Белэнерго» еще в 1999 году и была реализована в адекватном программном обеспечении. Данная разработка, безусловно, сыграла свою положительную роль в решении проблемы нормирования потерь.

Нормирование технологического расхода электроэнергии – это важная, но только одна из составляющих общей проблемы потерь. Для ее оптимального решения необходимы также поиск и обеспечение технически и экономически целесообразных режимов работы электрических сетей (вторая часть проблемы), разработка на их основе обоснованных рекомендаций (третья часть) по расчету и анализу резервов снижения потерь и их оптимизация.

Проанализируем состояние выделенных трех частей данной задачи и перспективы их развития в Белорусской энергосистеме.

Нормативный правовой акт [3] ориентирован прежде всего на решение первой части задачи. В нем изложены основные положения по расчету (определению) и обоснова-

нию нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям энергосистем.

Напомним, что под нормированием понимается процедура установления (расчет, обоснование, согласование и утверждение) нормативов потерь электроэнергии на рассматриваемый период времени (месяц, квартал, год). Сам же норматив (нормированные потери электроэнергии) – это сумма технологических потерь и их сезонной составляющей в абсолютных (тыс. кВт·ч) или относительных (%) единицах. Основную долю норматива составляют технологические потери электроэнергии, представляющие собой сумму технических потерь, обусловленных физическими процессами, происходящими в проводниках и электрооборудовании сетей, потерь, характеризующих погрешности систем учета электроэнергии, и

расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций. Сезонная составляющая отражает недостатки существующей технологии сбыта электроэнергии. В течение года она может быть как положительной, так и отрицательной, а к концу года должна быть сведена к нулю. Согласно [3] предельное значение сезонной составляющей за месяц не должно превышать 3,6 %.

В целях качественного решения задачи расчета и обоснования нормативов потерь все электрические сети Объединенной энергетической системы Беларуси (ОЭС) с учетом информационного обеспечения и наблюдаемости разбиты на три самостоятельные группы:

- системообразующие электрические сети напряжением 220–750 кВ;
- питающие электрические сети 35–110 кВ;
- распределительные электрические сети 0,38–10 кВ.

Структура нормативных потерь электроэнергии в перечисленных группах электрических сетей составляется по представленным в СТАНДАРТЕ формам (см. таблицу). Из данных таблицы видно, что перечень условно-постоянных потерь электроэнергии в настоящее время значительно расширен (расшифровка всех сокращений таблицы дана в [3]).

При определении нормативов потерь основные (временные и трудозатратные) сложности состоят в расчете технических (особенно нагрузочных) потерь электрической энергии. При этом необходимо отметить следующее.

В последнее десятилетие в Белорусской энергосистеме активно проводилась и продолжает выполняться замена индукционных приборов учета электроэнергии в электрических сетях 35 кВ и выше на цифровые. Такие работы выполняются при реконструкции каждой подстанции 35 кВ и особенно в электрических сетях 220–330 кВ.

Одним из важнейших преимуществ цифровых приборов учета электрической энергии является то, что, кроме привычных интегральных параметров, таких как суммарное количество электроэнергии, они способны регистрировать и накапливать получасовые значения пропущенной активной и реактивной

электрической энергии и другие режимные параметры элементов электрических сетей.

Это дает возможность выполнять оперативные расчеты технических потерь электроэнергии методами, ранее не применявшимися из-за недостатка исходной режимной информации. Такие методы позволяют использовать не только регистрируемые графики узловых мощностей, но и учитывать все технологические изменения в схеме (историю переключений) за расчетный период времени.

Выполняемые таким образом расчеты потерь характеризуют эффективность деятельности энергосистемы в области экономии топливно-энергетических ресурсов, позволяют выявлять очаги потерь, факты хищения электроэнергии, неучтенных потребителей и т.п.

Исходя из вышеизложенного, все составляющие технических потерь электроэнергии ΔW в элементах электрических сетей 35–750 кВ следует определять методом оперативных расчетов [3, 6] на основе регистрируемых цифровыми приборами графиков нагрузок элементов сети по формуле

$$\Delta W = \sum_{i=1}^{n} (\Delta P_i \Delta t), \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}, \quad (1)$$

где ΔP_i – трехфазные потери активной мощности в элементе сети на интервале Δt ; Δt – интервал времени, в течение которого значение ΔP_i неизменно, ч; T – расчетный период.

Технические потери в электрических сетях 0,38–10 кВ за расчетный период должны определяться методом графического интегрирования [3, 7] на основе параметров и топологии схем замещения сетей 0,38–10 кВ, средних мощностей и типовых суточных графиков нагрузки потребителей, а также регистрируемых графиков нагрузки вводов 6–10 кВ силовых трансформаторов 35–750 кВ. Такие способы расчета технических потерь являются наиболее точными и перспективными, так как основываются на использовании достоверных и оперативных данных о режимных параметрах электрической системы. Однако пока они не могут использоваться повсеместно – съем и особенно обработка

требуемой оперативной режимной информации в Беларуси еще не получили широкого распространения. Поэтому СТАНДАРТ на период сбора и подготовки схемно-режимной информации, необходимой для определения потерь точными методами, допускает оценку технических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38–750 кВ на основе обобщенных характеристик графиков нагрузки за расчетный период. Для этой цели БНТУ разработаны и в настоящее время проходят в энергосистеме опытно-промышленную апробацию два пакета компьютерных программ: «POTERI» (для сетей 35–750 кВ) и «DWRES» (для сетей 0,38–10 кВ). Модели работают следующим образом.

В системообразующих электрических сетях 220–750 кВ оценка величины нагрузочных потерь ΔW_n в линиях и трансформаторах выполняется по формуле

$$\Delta W_n = \frac{W_p^2 + W_o^2}{U_{cp}^2 T} R k_\phi^2 k_k, \quad (2)$$

где W_p , W_o – количество активной (реактивной) электроэнергии, пропущенной за период T через элемент сети с активным сопротивлением R , зафиксированное цифровым прибором учета в точке его включения; U_{cp} – среднее значение рабочего напряжения по данным оперативно-измерительного комплекса (ОИК); k_ϕ^2 – расчетное значение квадрата коэффициента формы графика нагрузки элемента; k_k – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки элемента (принимается равным 0,9).

Величина k_ϕ^2 вычисляется по максимальному (P_{\max}) и минимальному (P_{\min}) значениям активной мощности элемента P в расчетном периоде, зафиксированным ОИК, следующим образом [2]:

$$P_{cp} = (W_p / T) \cdot 1000;$$

$$k_3 = P_{cp} / P_{\max}; \quad k_{\min} = P_{\min} / P_{\max};$$

$$\lambda = (k_3 - k_{\min})(1 - k_3);$$

$$k_\phi^2 = 1 + \frac{(1 - k_3)(k_3 - k_{\min})^2}{(1 + k_3 - 2k_{\min})k_3^2}, \text{ если } \lambda \geq 1;$$

Структура нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38–10 кВ (пример заполнения формы с данными по конкретному району)

(ОЭС Беларуси, РУП-облэнерго, ФЭС)

_____ год: _____
(месяц, квартал, месяцев с начала года)

Составляющие нормативных потерь электроэнергии	10 кВ		6 кВ		0,38 кВ		ВСЕГО	
	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%
Потери в ЛЭП	1,931	2,74	0,043	0,06	22,14	31,4	24,113	34,2
в том числе:								
— в изоляции КЛ	0,043	0,06	0	0			0,043	0,06
— климатические	0,324	0,46	0,01	0,01			0,334	0,47
в том числе:								
— от токов утечки через изоляторы ВЛ	1,564	2,22	0,033	0,05	22,14	31,4	23,736	33,67
— на корону ВЛ								
— нагрузочные								
Потери в силовых трансформаторах и ЛР	7,807	11,07	0,638	0,91			8,445	11,98
в том числе:								
— холостого хода	3,699	5,25	0,226	0,32			3,925	5,57
— нагрузочные	4,108	5,83	0,412	0,58			4,52	6,41
Потери холостого хода в трансформаторах ДГР	0,245	0,35	0,23	0,33			0,476	0,67
Потери в КУ	0,034	0,05	0,051	0,07			0,085	0,12
Потери в СК	0	0	0	0	0	0	0	0
Потери в генераторах, переведенных в режим СК	33,973	48,19	0	0			33,973	48,19
Потери в ВР	0,014	0,02	0,005	0,01			0,019	0,03
Потери в ОПН	0,005	0,01	0,003	0,00			0,008	0,01
ИТОГО: потери в основном оборудовании	44,009	62,43	0,97	1,38	22,14	31,4	67,119	95,21
в том числе:								
— условно постоянные	37,937	53,81	0,464	0,66			38,401	54,27
— нагрузочные	6,072	8,61	0,506	0,72	22,14	31,4	28,718	40,74
Потери ТТ	0,051	0,07	0,01	0,01	0,013	0,02	0,074	0,1
Потери ТН с присоединенными счетчиками	1,614	2,29	1,046	1,48			2,66	3,77
Потери в счетчиках непосредственного включения					0,093	0,13	0,093	0,13
Потери в СППС	0,552	0,78	0	0			0,552	0,78
ИТОГО: потери в дополнительном оборудовании	2,217	3,14	1,057	1,5	0,106	0,15	3,379	4,79
в том числе:								
— условно постоянные	2,166	3,07	1,046	1,48	0,093	0,13	3,305	4,69
— нагрузочные	0,051	0,07	0,01	0,01	0,013	0,02	0,074	0,1
ИТОГО: технические потери в сетях	46,226	65,67	2,027	2,88	22,246	31,55	70,498	100
в том числе:								
— условно постоянные	40,102	56,88	1,511	2,14	0,093	0,13	41,706	59,16
— нагрузочные	6,123	8,69	0,516	0,73	22,152	31,42	28,792	40,84
Потери, обусловленные погрешностями систем учета	0							
Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций	0	0	0	0	0			0
Сезонная составляющая	0	0	0	0	0			0
ИТОГО: нормативные потери	46,226	65,57	2,027	2,88	22,246	31,55	70,498	100

$$k_{\phi}^2 = 1 + \frac{(1 - k_3)(k_3 - k_{\min})}{(2 - k_3 - k_{\min})k_z^2}, \text{ если } \lambda < 1,$$

где P_{cp} – среднее значение активной мощности, k_3 и k_{\min} , λ – вспомогательные коэффициенты.

В питающих сетях 35–110 кВ оценка величины нагрузочных потерь ΔW_H в элементах (на участках сети) выполняется методом средних нагрузок по формуле

$$\Delta W_H = \Delta P_{cp} \left(\frac{U_{cp}}{U_{ном}} \right)^2 R k_{\phi}^2 T, \quad (3)$$

где ΔP_{cp} – нагрузочные потери мощности в элементе сети в режиме средних нагрузок; U_{cp} – напряжение в конце участка сети; $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети; k_{ϕ}^2 – квадрат коэффициента формы по данным $P_{макс}$, $P_{мин}$, P_{cp} (его расчет производится точно так же, как и для сетей 220–750 кВ).

Значения $P_{макс}$, $P_{мин}$, P_{cp} на участках сети определяются аналитически путем расчета трех режимов питающей сети – режима максимальных ($P_{н макс}$), минимальных ($P_{н мин}$) и средних активных ($P_{н ср}$) и реактивных ($Q_{н ср}$) нагрузок.

Искомые величины $P_{н макс}$ и $P_{н мин}$ понижающих подстанций 35–110 кВ принимаются по данным ОИК, а значения $P_{н ср}$ вычисляются по формулам

$$P_{н ср} = W_p / T, \quad Q_{н ср} = W_Q / T, \quad (4)$$

где W_p и W_Q – количество электроэнергии, зафиксированное цифровым прибором учета.

Расчеты режимов питающей электрической сети 35–110 кВ уже сегодня выполняются в энергосистеме с учетом потребительских энергоисточников и потерь мощности на участках на основе хорошо отработанного алгоритма расчета сети в два этапа [2].

В распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ оценка нагрузочных потерь электроэнергии выполняется по программе «DWRES» совместно. В элементах электрических сетей 6–10 кВ расчеты значений ΔW_H выполняются на основе метода средних нагрузок [3] по формуле

$$\Delta W_H = \frac{W_p^2 + W_Q^2}{U_{cp}^2} R k_{\phi}^2 k_{\lambda}, \quad (5)$$

где W_p и W_Q – количество активной и реактивной электроэнергии, пропущенной через элемент, из процедуры расчета потокораспределения, то есть по данным электропотребления W_{PH} и W_{QH} :

$$W_p = \sum_1^k W_{PHj}, \quad W_Q = \sum_1^k W_{QHj}, \quad (6)$$

где k – число понижающих потребительских подстанций 6–10/0,38 кВ, питающихся от данного элемента электрической сети; W_{PHj} и W_{QHj} – расчетное количество электроэнергии, отпущенной с шин 0,38 кВ j -ой понижающей подстанции 6–10/0,38 кВ номинальной мощностью $S_{номj}$ в сеть 0,38 кВ:

$$W_{PHj} = \frac{W_{PGY}}{\sum_1^k S_{номj}} \cdot S_{номj}; \quad (7)$$

$$W_{QHj} = \frac{W_{QGY}}{\sum_1^k S_{номj}} \cdot S_{номj};$$

В формуле (7) W_{PGY} и W_{QGY} – это количество активной (W_p) и реактивной (W_Q) электроэнергии, отпущенной за расчетный период в сеть распределительной линии (РЛ) 6–10 кВ, зафиксированное цифровым прибором учета.

Значение k_{ϕ}^2 принимается постоянным и определяется по формуле

$$k_{\phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_z}, \quad (8)$$

где

$$k_3 = W_{PGY} / (P_{макс} \cdot T), \quad (9)$$

$P_{макс}$ – максимальное значение активной мощности, зафиксированное ОИК в периоде T , k_3 – коэффициент заполнения графика нагрузки элемента электрической сети.

Оценка технических потерь электроэнергии в электрической сети 0,38 кВ РЛ выполняется по формуле

$$\Delta W = \frac{W_{PH}^2 + W_{QH}^2}{U_{ном}^2 T} R_{\text{об}} k_{\text{распр}} k_{\text{отв}}, \quad (10)$$

где $R_{\text{об}}$ – обобщенное эквивалентное сопротивление сети 0,38 кВ; $k_{\text{распр}}$ – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние на потери распределенности нагрузки вдоль

электрической сети 0,38 кВ, питающейся от шин k -о трансформатора ТП (1 – для линий с сосредоточенными нагрузками и 0,37 – для линий с распределенными нагрузками); $k_{\text{отв}}$ – безразмерный коэффициент, учитывающий разветвленность схемы электрической сети 0,38 кВ, питающейся от шин k -о трансформатора ТП.

Описанные методические подходы к нормированию величины технологического расхода электроэнергии в электрических сетях 0,38–750 кВ ОЭС Беларуси являются оценочными и в дальнейшем будут совершенствоваться.

В настоящее время по договору с РУП «ОДУ» кафедра «Электрические системы» БНТУ осуществляет разработку современного программного обеспечения по определению технических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38–10 кВ на основе метода графического интегрирования [3, 8].

Расчет и обоснование нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям выполняют с целью установления норм расхода топливно-энергетических ресурсов, которые необходимо учитывать при формировании тарифов на электрическую энергию. Кроме того, величина потерь имеет значение для решения как технико-экономических, так и связанных со взаимодействием с вышестоящими ведомственными и государственными организациями задач. К последним относятся задачи по повышению экономичности функционирования энергосистем, осуществляемые эксплуатационным персоналом: выявление очагов потерь, разработка мероприятий по их снижению, создание системы стимулирования персонала.

К сожалению, персонал энергосистемы свою основную функцию в рассматриваемой проблеме позиционирует в виде расчета и выполнения норматива потерь, что не является конечной целью решения задачи. Конечная цель заключается в анализе структуры потерь, выявлении их очагов и в выборе экономически обоснованных

мероприятий по снижению потерь. Данная задача, несмотря на обилие и многообразие проводимых в этом направлении исследований, еще не решена и находится в постоянном развитии. Это объясняется ее сложностью, практическим отсутствием глубоких теоретических проработок по обоснованию рекомендаций с целью проведения качественного анализа резервов по снижению потерь электроэнергии и однозначных критериев оценки экономичности работы электрических сетей. Сам же перечень мероприятий по снижению потерь в электрических сетях энергосистем хорошо изучен и приведен, например, в том же СТАНДАРТЕ [3].

На практике конкретные мероприятия осуществляются в основном интуитивно, исходя больше из опыта эксплуатации, чем на основе обоснованных технико-экономических решений. Данная проблема напрямую связана с понятием экономически обоснованного уровня потерь электрической энергии [1, 2, 9, 10], сопоставление которого с фактическими потерями позволяет оценить возможные резервы по снижению потерь и предложить соответствующие мероприятия.

В целом в условиях эксплуатации снижение потерь (как технических, так и коммерческих) [10] обеспечивается за счет постепенной адаптации режимов и параметров сети к реально существующим нагрузкам и применения новых типов оборудования (более экономичных схем, высокотехнологичных устройств, в том числе трансформаторов, проводников, компенсирующих и регулирующих приборов, коммутационных аппаратов, а также современных электронных систем учета и контроля электроэнергии и т.д.). По мнению автора, большую помощь здесь окажут перспективные технологии Smart Grid, основанные на применении специализированных оптимизационных программных комплексов типа GORSR [2, 4, 5].

Международные эксперты рекомендуют следующие пределы технологического расхода электроэнергии [10]:

в целом по энергосистеме:

- до 10 % – допустимый уровень;

- до 16 % – максимально допустимый уровень;

по распределительным электрическим сетям:

- до 5 % – удовлетворительный уровень;
- до 10 % – максимально допустимый уровень.

Технически обоснованным значением фактических потерь электроэнергии зарубежные эксперты считают 10 %, что для энергосистемы Республики Беларусь вполне приемлемо.

Более подробно и глубоко с теоретическими, алгоритмическими и программными наработками автора и его группы по рассматриваемой проблеме можно ознакомиться в монографии [2] и других публикациях типа [4–9].

Выводы

1. Проблема нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистемы Республики Беларусь (нормативные правовые акты, методическое и программное обеспечение) в настоящее время решена достаточно качественно и будет только совершенствоваться.

2. Требуются дальнейшие теоретические исследования и наработки по количественной и обоснованной оценке резервов по выявлению очагов потерь в электрических сетях различных номинальных напряжений.

3. В ближайшей перспективе необходимо хотя бы в первом приближении разработать и внедрить структурные алгоритмы по доказательному выделению из общего перечня в качестве первоочередных наиболее эффективных в конкретных условиях мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38–10, 35–110 и 220–750 кВ Белорусской энергосистемы. Решение отдельных задач рассматриваемой проблемы целесообразно выполнять параллельно с внедрением в Республике Беларусь технологии Smart Grid.

Список литературы

1. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии : руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с. : илл.
2. Фурсанов, М.И. Определение и анализ электроэнергии в электрических сетях энергосистемы / М.И. Фурсанов. – Минск : УВНЦ при УП «Белэнерго», 2005. – 208 с.
3. Стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 09110.09.455-11 «Методика расчета и обоснования нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям». – Минск : ГПО «Белэнерго», 2012. – 50 с.
4. Фурсанов, М.И. Методические принципы расчета и анализа разомкнутых электрических сетей с несколькими источниками питания / М.И. Фурсанов, А.А. Золотой, В.В. Макаревич, А.Н. Муха // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2009. – № 3. – С. 5–13.
5. Фурсанов, М.И. Программно-вычислительный комплекс GORSR для расчета и оптимизации распределительных (городских) электрических сетей 10(6) кВ / М.И. Фурсанов, А.Н. Муха // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2000. – № 3. – С. 34–39.
6. Фурсанов, М.И. Оперативные расчеты технических потерь электроэнергии в сетях 35 кВ и выше ОЭС Беларуси / М.И. Фурсанов, А.А. Золотой // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2013. – № 4. – С. 5–13.
7. Фурсанов, М.И. Теоретические и алгоритмические основы определения и анализа оптимальных уровней потерь электроэнергии в электрических сетях 6–20 кВ / М.И. Фурсанов, В.В. Макаревич // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2003. – № 2. – С. 9–17.
8. Фурсанов, М.И. Оперативные расчеты потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38–10 кВ ОЭС Беларуси / М.И. Фурсанов, В.В. Макаревич // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2013. – № 5. – С. 11–17.
9. Фурсанов, М.И. Оптимальные уровни потерь в распределительных сетях / М.И. Фурсанов // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ) – 2014. – № 5. – С. 15–26.
10. Овсейчук, В.А. Методика учета расхода электроэнергии на ее передачу (потерь) в электрических сетях при тарифном регулировании : учебно-методич. пособие / В.А. Овсейчук, Н.Н. Дворников, М.А. Калинкина; под общей ред. Г.П. Кутового. – М. : НПК госслужбы. – 168 с.